

1. *Бжицких Т. Г.* Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа. Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2011. 263 с.
2. *Гутман И. С.* Методы подсчёта запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985. 223 с.
3. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Порокуна, Г. Г. Яценко. М.– Тверь: ВНИГРИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
4. Подсчёт запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них литопачков: Справочник / Под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. М.: Недра, 1989. 270 с.
5. *Бескопыльный В. Н., Халецкий А. В., Рыбалко И. П.* Потенциал добычи углеводородов из полуколлекторов традиционных месторождений Беларуси // Докл. НАН Беларуси. 2013. Т. 57, №4. С. 110–113.
6. Временное методическое руководство по подсчёту запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа. Тюмень, 2016.
7. Методическое руководство по количественной и экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГРИ, 2000. 289 с.
8. *Неручев С. Г.* Общая количественная модель углеводородов, генерируемых органическим веществом пород, и месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. 2010. №4. С. 2–7.
9. Теория и практика нефтегеологического прогноза. Спб.: ВНИГРИ, 2008. 366 с.
10. *Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е.* Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. 384 с.
11. *Жданов М. А.* Методы оценки перспективных запасов нефти и газа. М.: ГОСИНТИ, 1959. 62 с.

УДК 552.578.2.061.4

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А. В. Шелюто

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть, ул. Книжная 15а,
246003 Гомель, Республика Беларусь; A.Sheluto@beloil.by

Повышение дебитов добывающих скважин – основная задача нефтедобывающей отрасли. Дебит скважины во многом зависит от состояния призабойной зоны пласта и её фильтрационных характеристик. Даже незначительное изменение проницаемости, может значительно снизить продуктивность скважины. Одна из причин изменения продуктивности – изменение напряжений в пласте и призабойной зоне пласта.

В начальных пластовых условиях вследствие упругости пород продуктивного пласта и насыщающих его жидкостей поровое пространство находится в раскрытом состоянии и не препятствует движению жидкости. Однако при вскрытии пласта или при добыче, давление снижается и происходит сжатие пустотного пространства [1].

Такие изменения особенно часто встречаются в карбонатных коллекторах, которые характеризуются разнообразием основных составляющих структуры ёмкостного пространства (пор, каверн, трещин). Проницаемость таких пород, главным образом, обеспечивается трещиноватостью. В процессе разработки по мере снижения пластового давления происходит смыкание трещин пласта.

Большая часть запасов нефти Припятского прогиба сосредоточена в карбонатных коллекторах. В связи с этим, проблема изменения фильтрационных характеристик пласта и снижение продуктивности в процессе разработки месторождений актуальна для Беларуси. Понимание природы и прогнозирование изменений в коллекторе позволяет подобрать оптимальные дебиты, депрессии и пластовые давления для максимально эффективной разработки месторождений.

Рассмотрим изменение фильтрационных характеристик пласта в процессе разработки межсолевой залежи Тишковского месторождения нефти. Межсолевая залежь Тишковского месторождения эксплуатируется четырьмя скв. 60s2, 47s2, 156, 9072. В геологическом строении межсолевой залежи месторождения принимают участие породы домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов франского яруса девонской системы. Промышленно нефтеносными являются отложения задонского и елецкого горизонтов. Тип залежи – пластовая, сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная, структурно ограниченная. Тип коллектора – карбонатный, порово-каверново-трещинный.

По результатам гидродинамических исследований скв. 60s2 отмечается тенденция к снижению коэффициента продуктивности, что обусловлено снижением пластового давления в залежи. На рис. 1 показана зависимость продуктивности от пластового давления. При снижении пластового давления эффективное горное давление увеличивается и приводит к сжатию порового пространства коллектора.

По скважинам залежи по состоянию на 01.01.2016 г. отмечается снижение пластового давления в среднем на 47 % ниже начального пластового давления (52,26 МПа) до 27,7 МПа.

При начальном пластовом давлении породы-коллектора в районе забоя скважин задонского горизонта испытывали нагрузку от вышележащей толщи в пределах 17,79–19,71 МПа. После начала эксплуатации залежи давление в пласте снизилось, а эффективное горное давление возросло и находится в пределах 35,66–44,82 МПа, что заметно превышает предел текучести карбонатных пород (30 МПа [2]).

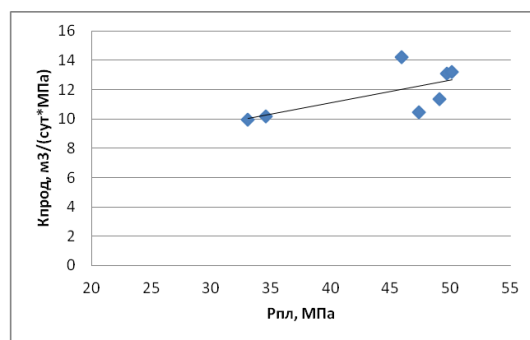


Рисунок 1 – График зависимости продуктивности от пластового давления по скв. 60s2 Тишковского месторождения

По скв. 60s2 Тишковского месторождения была произведена переинтерпретация результатов записи кривых восстановления давления (КВД) за 2012—2015 гг. с помощью программных продуктов PanSystem и КАППА. По виду билогарифмическому графику КВД для интерпретации в качестве модели пласта был выбран пласт с двойной пористостью.

Модель двойной пористости описывает поле давления в пластах с естественной трещиноватостью. Модель предполагает, что пласт разбит на блоки системой трещин. Блоки обычно характеризуются большой упругоёмкостью и малой проницаемостью, а трещины, наоборот, обладают высокой проницаемостью и малой упругоёмкостью [3]. Непосредственно после пуска скважины работают в основном трещины. Затем по трещинам начинают дренироваться блоки пласта – «матрица» породы. При этом флюид из матрицы поступает в трещины и уже по трещинам движется к скважине.

В результате интерпретации четырех наиболее качественных КВД был определён параметр относительной упругоёмкости трещин на разных этапах эксплуатации скважины. Относительная упругоёмкость характеризует соотношение упругой энергии системы трещин и резервуара в целом.

Таблица – Изменение относительной упругоёмкости трещин по скв. 60s2 Тишковского месторождения, определённой по результатам ГДИ

Дата	Относительная упругоёмкость	Р _{пл} , МПа
09.02.2014	0,38	33,06
21.10.2013	0,44	34,55
18.07.2012	0,55	47,37
15.06.2012	0,62	49,1

По скв. 60s2 Тишковского месторождения отмечается снижение относительной упругоёмкости трещин по мере снижения пластового давления и увеличения накопленной добычи нефти. На начальном этапе эксплуатации скважины около 60 % добычи нефти обеспечивалось за счёт системы трещин, к февралю 2014 г. отбор из трещин составлял уже 40 %. При отборе нефти из пласта и отсутствии закачки, трещины под действием увеличивающегося эффективного горного давления сжимаются, некоторые трещины закрываются полностью. При этом общая проницаемость всей системы снижается.

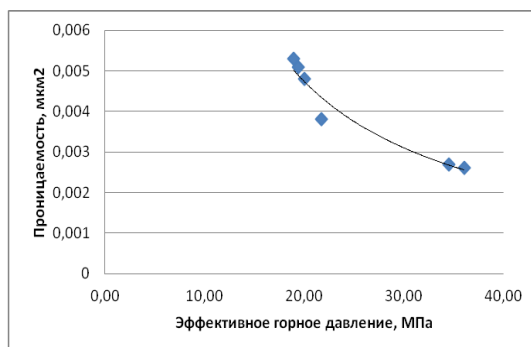


Рисунок 2 – График зависимости проницаемости от эффективного горного давления по скв. № 60s2 Тишковского месторождения

Дальнейшее снижение пластового давления может привести к полному закрытию системы трещин и снижению проницаемости, а вместе с ней и продуктивности скважины. Поскольку трещиноватость коллектора распределена неравномерно как по площади залежи, так и по мощности, смятие трещин происходит неравномерно и может привести к отключению из разработки отдельных участков залежи.

Учёт изменения проницаемости от пластового (эффективного горного) давления при гидродинамическом моделировании повысит качество адаптации моделей и прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений, позволит применить более рациональную систему разработки.

1. Гиматулинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 311 с.
2. Лобов А. И. Упруго-деформационные эффекты в девонских породах-коллекторах нефти и газа Припятского прогиба. Мн., 1994. 160 с.
3. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. 687 с.

УДК 552.578.2.061.4

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОМАГНИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА НАД СМЕЛОВСКИМ НЕФТЯНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ (САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

С. Д. Шкодин¹, А. И. Добролюбов², М. В. Решетников¹

¹ Саратовский национальный исследовательский государственный университет, геологический факультет,
ул. Астраханская 83, 410012 Саратов, Российская Федерация; gmv85@list.ru

² Саратовский государственный технический университет, Институт урбанистики, архитектуры и строительства,
ул. Политехническая 77, 410054 Саратов, Российская Федерация

В работе представлены результаты исследования петромагнитных свойств почвенного покрова над Смеловским нефтяным месторождением. Работы проводились летом 2016 г. с целью обоснования применения результатов петромагнитных исследований при поиске и разведке месторождений углеводородного сырья.

Исследуемая территория располагается в Энгельском р-не Саратовской обл. в 40 км к юго-востоку от г. Энгельс. Абсолютные отметки рельефа 50–60 м над уровнем моря. Рельеф территории ровный с небольшим уклоном на запад, перепад высот не превышает 10 м. На территории пробурено 2 скважины. Подтверждена промышленная нефтегазоносность. Опробование проводилось по профильной схеме. Профили были построены так, чтобы пересекать структуру, установленную сейсморазведкой. По восьми профилям было отобрано 74 почвенных проб с интервалом в 200 м.

В тектоническом плане район работ располагается в пределах северо-западной части Прибортовой моноклинали и бортовой зоны Прикаспийской впадины на территории Волжского палеопрогиба. Смеловская структура находится на Светловско-Гурьяновской ступени Волжского прогиба, в 2 км